

УДК 04.94:622.279

ОЦІНКА ЗАСТОСУВАННЯ ТРИФАЗНИХ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

О.М.Стебеляк, Ю.С.Левандович, С.П.Поліщук

ДП «Науканафтогаз», м.Київ, вул.Урицького, 45, тел. (044) 5850220

Рассмотрена возможность моделирования газоконденсатных месторождений с использованием моделей «Black Oil». Сравнены результаты расчетов с учетом и без учета изменения свойств и компонентного состава флюида с глубиной. Сделаны выводы о нецелесообразности использования моделей «Black Oil» в случаях изменчивости компонентного состава флюида и значительного падения пластового давления относительно давления начала конденсации в процессе разработки. Модели ГKM, проще чем модели многофазной многокомпонентной фильтрации, на поздних стадиях разработки не дают возможности корректно рассчитать прогнозные показатели.

Газоконденсатні родовища як об'єкти розробки характеризуються великою мінливістю за розмірами та розподілом фільтраційно-ємнісних властивостей за об'ємом пласта, багатоконпонентним складом і дво- чи трифазним станом пластового флюїду, тощо. Сучасна теорія і практика розробки родовищ нафти і газу базується на 3D геологічних і 3D гідродинамічних моделях продуктивних пластів.

Математичні моделі багатofазної (багатокомпонентної) фільтрації в загальному випадку містять рівняння збереження маси та енергії, рівняння неперервності для кожної фази (компонента), рівняння руху фаз та крайові умови і рівняння зв'язків. На практиці часто зустрічається ізотермічна фільтрація одно- та двофазної багатоконпонентної суміші. Тому математичні моделі родовищ, які використовують для аналізу, управління, проектування та оптимізації розробки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ містять рівняння неперервності та руху для кожної фази і відповідних умов однозначності.

Композиційні моделі описують пластовий флюїд як суміш окремих компонентів (азоту, диоксиду вуглецю, вуглеводнів метанового ряду). В них передбачена можливість зміни компонентного складу фаз внаслідок фазових переходів компонентів залежно від термобаричних умов. Властивості фаз описуються залежностями від тиску, температури та компонентного складу суміші.

Рівняння неперервності для композиційної моделі має вигляд:

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (m \rho_i y_{ij} s_j) + \operatorname{div} (m \rho_i y_{ij} s_j) - \operatorname{div} (m D_i \rho_i \operatorname{grad} y_{ij}) + \rho_i J_{ij} = 0, \quad (1)$$

$$j = \overline{1, n}, \quad i = \overline{1, k}$$

Ability of gas condensate reservoir modeling with using «Black Oil» model is considered in this paper. Simulated results with and without applying properties and component composition of fluid changes with depth was compared. Using of «Black Oil» models is unreasonable during development in cases of component composition variability and great drop of reservoir pressure relative to dew point. In comparison with models of multiphase multicomponent filtration, simple GCR models do not give probability of correct simulation production at the later development.

де: y_{ij} – об'ємна концентрація i -го компонента в j -й фазі;

s_j – насиченість пористого середовища j -ю фазою;

J_{ij} – інтенсивність стоку i -го компонента з j -ї фази;

ρ_i – густина i -го компонента;

m – коефіцієнт пористості;

Система рівнянь (1) доповнюється апіорі співвідношеннями:

$$\sum_{j=1}^n s_j = 1, \quad \sum_{i=1}^k y_{ij} = 1, \quad j = \overline{1, n} \quad (2)$$

та замикається рівняннями руху фаз і стану. При записі законів міжфазного масообміну повинні виконуватись співвідношення

$$\sum_{i=1}^k J_{ij} = 0, \quad j = \overline{1, n}. \quad (3)$$

Повна система рівнянь моделі багатоконпонентної фільтрації є складною. В сучасному комерційному програмному забезпеченні для її розв'язку реалізовано, як правило, ітераційні методи. За умов, коли число комірок сітки геологічної моделі (навіть після укрупнення - up-scaling) становить 200-500 тисяч і більше, розрахунки вимагають значних витрат часу та ресурсів обчислювальної техніки.

Здебільшого газоконденсатні системи моделюють як багатofазні багатоконпонентні системи. Однак такі системи можуть бути представлені простішими моделями, аналогічними до моделі «Black Oil», тобто трифазними фільтраційними моделями.

Вуглеводневі системи можна моделювати як псевдо-двокомпонентні системи стабільного конденсату та газу сепарації.

Рівняння неперервності для моделі «Black Oil» має вигляд

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (m \rho_j s_j) + \operatorname{div}(\rho_j v_j) + \rho_j J_j = 0, \quad (4)$$

де: s_j – насиченість пористого середовища j -ю фазою;

J_j – інтенсивність стоку j -ї фази;

ρ_j – густина j -ї фази;

m – коефіцієнт пористості;

Система рівнянь (4) доповнюється апіорі співвідношенням

$$\sum_{j=1}^n s_j = 1 \quad (5)$$

та замикається рівняннями руху фаз і стану.

Моделі фільтрації «Black Oil» описують пластовий флюїд як три фази: нафта, газ і вода. Вони передбачають, що всі властивості фаз визначаються тиском та газовмістом (конденсатовмістом). Масообмін між двома фазами описується залежністю газовмісту (конденсатовмісту) від термобаричних умов. На відміну від композиційної моделі, модель «Black Oil» не містить даних про компонентний склад газу і конденсату у явному вигляді. Натомість, використовуються лише результати диференційної конденсації. Також основним припущенням є те, що рівноважний вміст конденсату в газі є функцією однієї змінної – тиску.

У випадку застосування моделей типу «Black Oil» досягається значна економія необхідної оперативної пам'яті обчислювальної техніки та часу на пошук розв'язку. Постачальники програмного продукту фірми ROXAR наводять такі залежності для оцінки об'єму оперативної пам'яті:

– для моделей «Black Oil»:

$$M = 1,0 + 65N(4 \times 10^{-6}); \quad (6)$$

– для композиційних моделей:

$$M = 1,2 + (59,2 + 17,3n + 2n^2)N(4 \times 10^{-6}), \quad (7)$$

де: M – необхідна оперативна пам'ять, МВ;

N – кількість комірок;

n – кількість компонентів флюїду.

Так, для моделі з сіткою 200 тисяч комірок з 12-ти компонентним флюїдом необхідно 53 МВ (модель «Black Oil») або 445 МВ (композиційна модель) оперативної пам'яті.

Такі ж приблизно співвідношення і в інших комерційних програмних продуктах для гідродинамічного моделювання.

Основною перевагою композиційних моделей є безпосереднє врахування існуючого компонентного складу флюїду, розрахунки процесів вторинного випаровування та конденсації. Оцінити вплив цих факторів на фактичні параметри роботи покладів неможливо, оскільки на сьогоднішній день практично відсутні промислові дані про вклад процесу прямого випаровування конденсату в загальну конденсацію пласта [1].

Коректність моделювання газоконденсатних систем з використанням трифазних моде-

лей в даній роботі оцінено порівняно з «етапною» композиційною моделлю. Розрахунки проводились із використанням програмних продуктів компанії CMG (IMEX – для трифазної моделі, GEM – для композиційної). Враховуючи особливості опису стану флюїду запропоновано ідеалізований випадок, де 4 видобувні свердловини розробляють поклад квадратної форми розміром 1700x1700 м. Свердловини розміщено по кутах сітки. Режим роботи покладу – пружний (газовий). Рівняння руху в обох випадках прийняті за законом Дарсі. Для моделювання властивостей пластових флюїдів використано кубічне рівняння стану Пенга-Робінсона. Інші параметри розрахунків (мінімальний і максимальний крок ітерації, мінімальні і максимальні зміни тиску, насиченостей фаз, тощо) прийняті однаковими. За таких умов розрахунки стану флюїду в комірках сітки повинні відображати результати диференційної конденсації моделі флюїду. Відхилення можуть бути зумовлені лише врахуванням в композиційній моделі компонентного складу на відміну від трифазних моделей.

Для порівняння обрано такі моделі:

- модель «Black Oil»;
- модель «Black Oil» з врахуванням зміни властивостей флюїду з глибиною;
- композиційну модель;
- композиційну модель з врахуванням зміни складу флюїду з глибиною.

В даній роботі наведено результати моделювання для пластового флюїду із потенційним вмістом конденсату 118 см³/м³.

За результатами лабораторних досліджень було створено композиційну модель пластового флюїду, яка була безпосередньо використана при розрахунках багатоконцентної фільтрації. На основі обраної композиційної моделі було розраховано дослід диференційної конденсації. Результати дослід (рис. 1, 2) (густина фаз, коефіцієнти стисливості, динамічної в'язкості конденсатовміст, тиск насичення) були використані при розрахунках моделі «Black Oil».

Характеристики геологічної моделі, компонентний склад та характеристики флюїду наведено в табл. 1 та 2, відповідно.

Порівняння результатів моделювання наведено на рис. 3 та табл. 3.

В 1-й період – до початку випадання конденсату в пласті (див. рис. 3, лінія I) – відсутнє відхилення між конденсатними факторами в композиційній і «Black Oil» моделях. В 2-му періоді – постійних відборів відхилення значень конденсатного фактору не перевищує 4%. При переході на режим постійної депресії (див. рис. 3, лінія II) спостерігається зменшення значень конденсатного фактору в моделі «Black Oil». Лінія III (див. рис. 3) виділяє момент зниження середньозваженого пластового тиску до 0,3 від тиску початку випадання конденсату на режимі постійного вибірного тиску. На відрізку графіка виділено лініями II і III (див. рис. 3) відхилення конденсатного фактору між композиційною та «Black Oil» моделями зростає понад

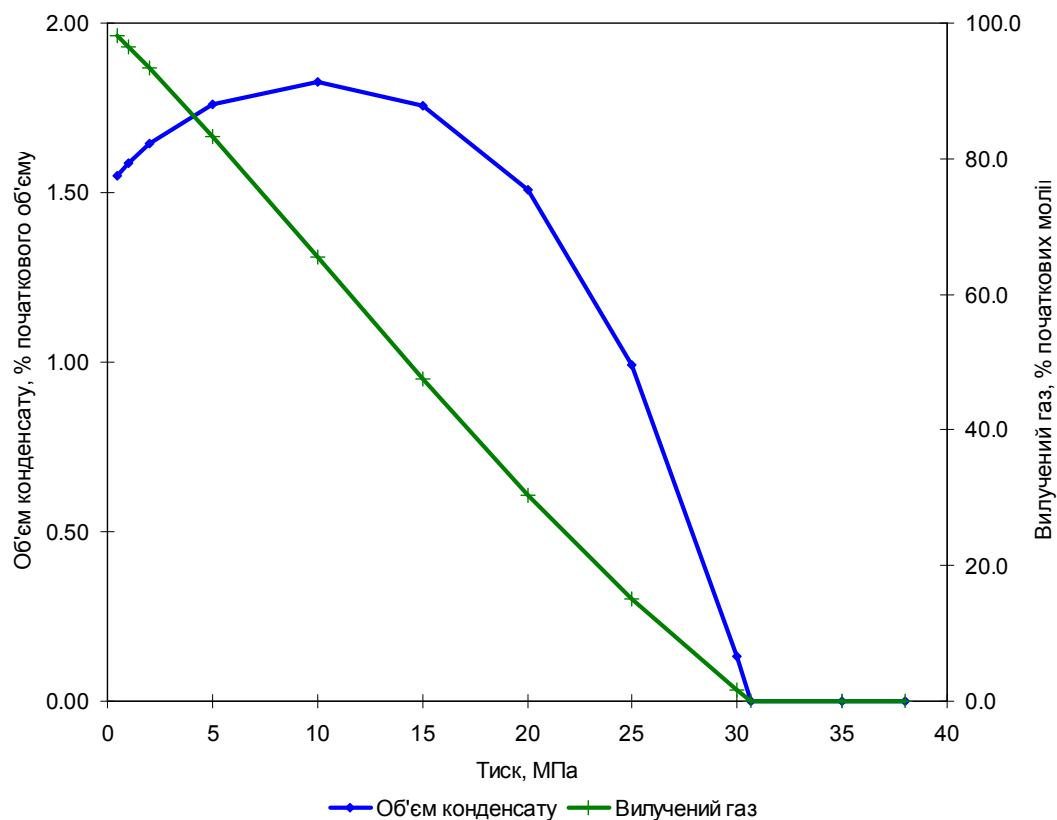


Рисунок 1 — Крива диференційної конденсації

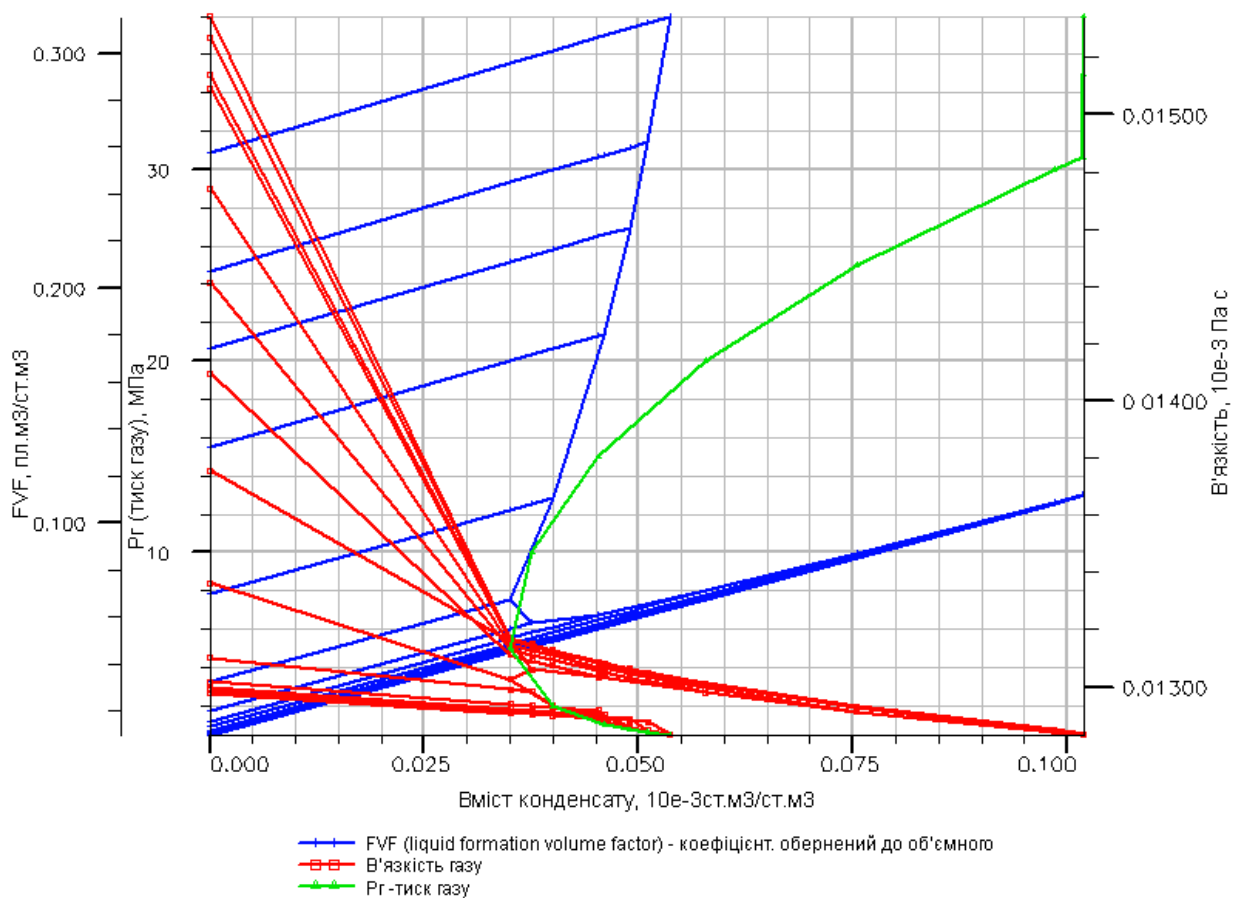


Рисунок 2 – Результати розрахунку властивостей газу та конденсату за дослід диференційної конденсації

Таблиця 1 – Характеристика резервуару

Параметр	Розмірність	Значення
Кількість блоків сітки моделі		17x17x15
Розмір резервуару	м	1700x1700x75
Загальний об'єм резервуару	млн м ³	216,75
Загальний поровий об'єм	млн м ³	62,75
Газонасичений поровий об'єм	млн м ³	5,02
Запаси конденсату	млн. м ³	1,75
Запаси газу	млрд.м ³	14,9

Таблиця 2 – Склад пластового флюїду

Компонент	Мольна частка	Компонент	Мольна частка
CO2	0,003	C5	0,004
N2	0,023	C6	0,003
C1	0,865	C7-C9	0,004
C2	0,064	C10-C16	0,004
C3	0,020	C21+	0,004
iC4-nC4	0,006		

Таблиця 3 – Відхилення показників моделі «Black Oil» від композиційної моделі, %

Дата	Максимальне значення відхилення параметру				
	Дебіт газу	Дебіт конденсату	Конденсатний фактор	Накопичений газ	Накопичений конденсат
Моделі без врахування композиційних градієнтів					
за період 0-I	0,004	0,31	0,3	0,003	0,3
01.04.2007 (I)	0,00	0,62	1,03	0,00	0,32
за період I-II	1,92	3,01	1,69	0,03	1,11
01.09.2011 (II)	1,92	3,01	0,95	0,03	1,11
за період II-III	5,17	5,53	3,49	1,31	1,59
01.06.2016 (III)	-0,92	-4,63	-3,43	1,30	1,48
01.12.2025	-9,52	-20,00	-5,97	0,68	0,97
за весь період	13,04	20,0	6,42	1,31	1,59
Моделі з врахуванням композиційних градієнтів					
за період 0-I	0,004	0,38	0,37	0,003	0,37
01.04.2007 (I)	0,00	0,50	0,77	0,00	0,38
за період I-II	1,91	3,02	1,72	0,03	1,13
01.09.2011 (II)	1,92	3,02	0,97	0,03	1,14
за період II-III	5,77	6,6	3,76	1,5	1,7
01.06.2016 (III)	-2,80	-6,60	-3,59	1,48	1,56
01.12.2025	-9,52	-33,33	-11,42	0,70	1,03
за весь період	17,39	33,33	11,71	1,51	1,69

5% і змінюється в межах до 10%. На даному відрізку також має місце нерівномірність відхилень конденсатонасиченості з глибиною. Аналогічні результати було отримано і для суміші з газоконденсатним фактором 445 см³/м³.

Відхилення накопичених видобутків газу та конденсату не перевищують 1,7%, що є меншим, ніж допустима похибка для адаптації моделей реальних газоконденсатних родовищ. Аналізуючи відхилення за результатами розрахунків композиційної та «Black Oil» моделей (табл. 3), можна зробити наступні висновки:

– максимальні відхилення за основними показниками спостерігаються у моменти часу, коли відбувається перехід свердловини на інший режим експлуатації. У моделі «Black Oil» перехід на режим постійної депресії чи постійного вибірного тиску відбувається швидше;

– при збільшенні товщини покладу – збільшується похибка обчислень;

– положення інтервалу перфорації видобувної свердловини впливає на дебіт конденсату, що призводить до додаткової похибки розрахунків;

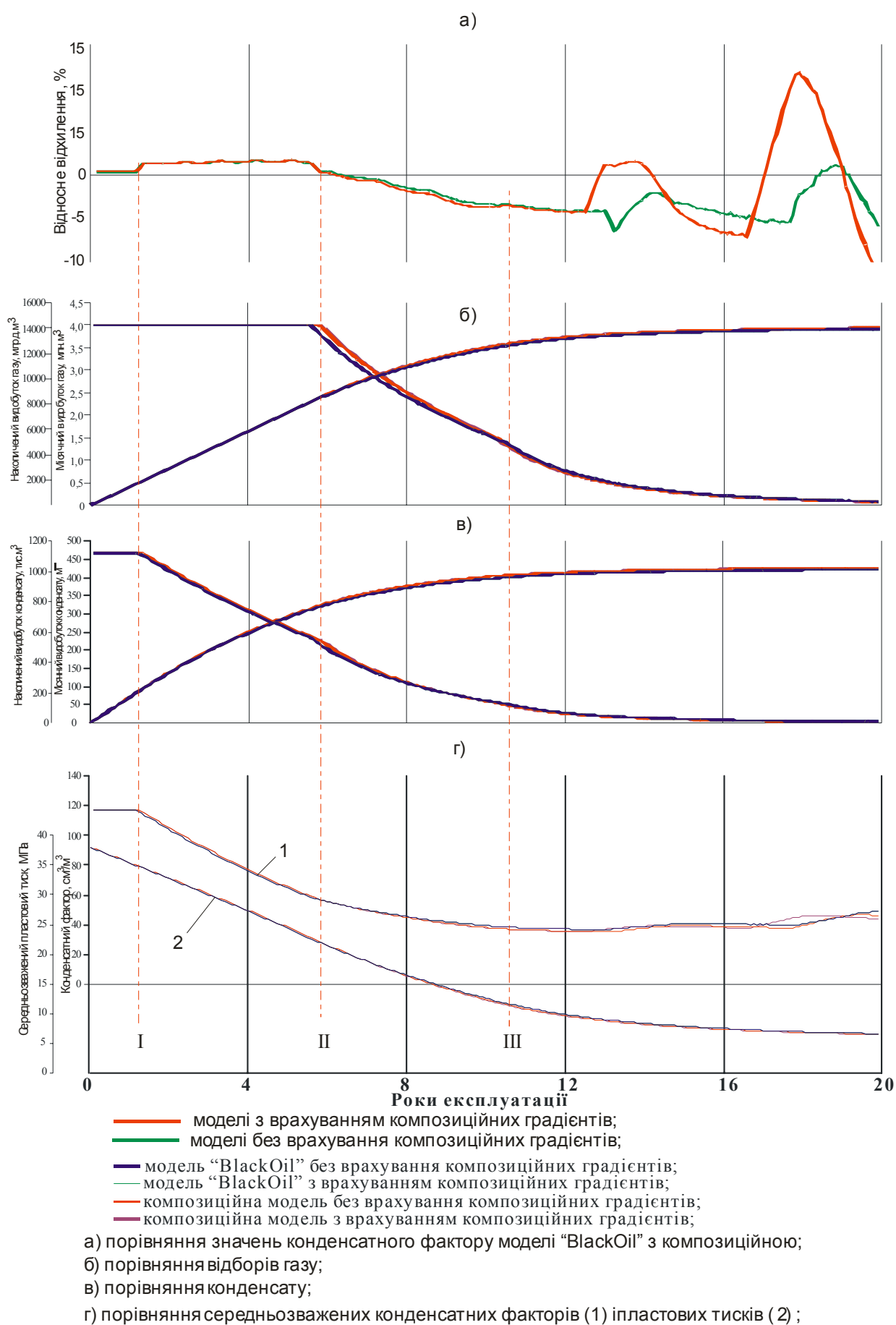


Рисунок 3 - Порівняння результатів розрахунків за моделями

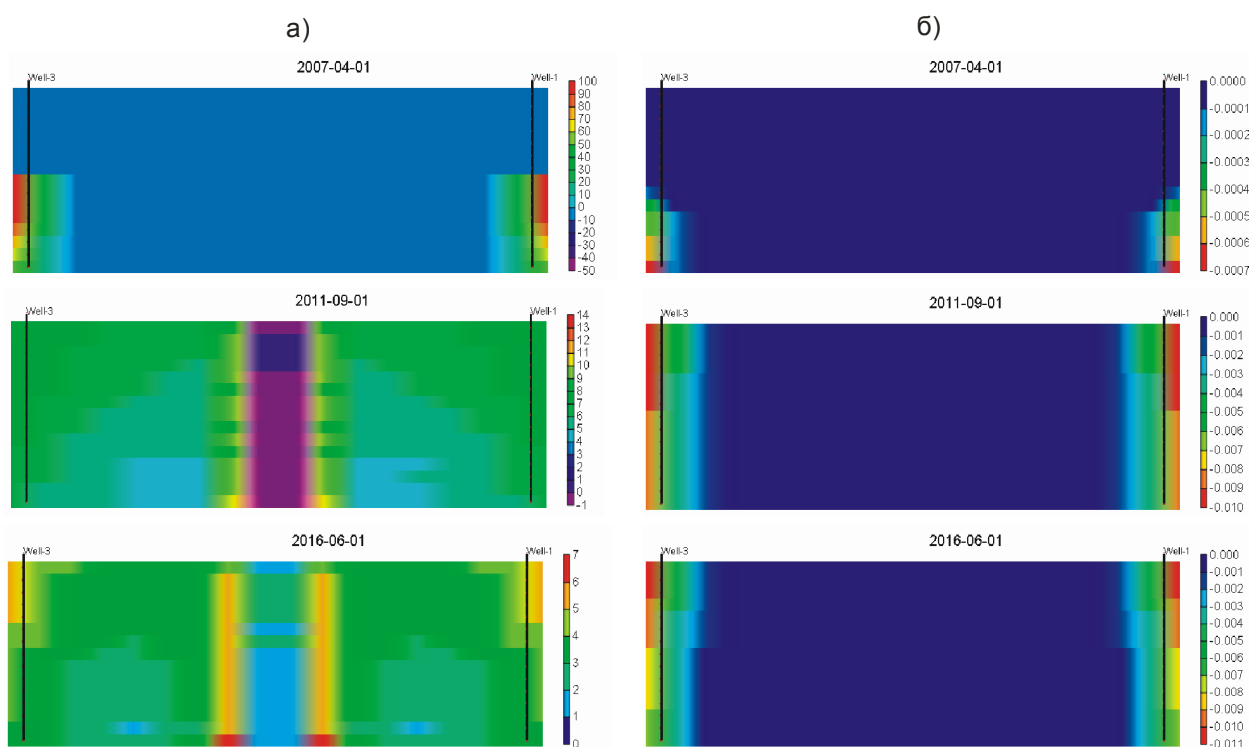


Рисунок 4 - Відхилення конденсатонасичення по розрізі моделі «BlackOil» від композиційної моделі на моменти часу, що відповідають лініям I, II, III на рис. 1:

а) відносне відхилення, %;
б) абсолютне відхилення, ч.од.

– на завершальній стадії розробки, коли компонентний склад фаз значно відрізняється від початкового, модель «Black Oil» є нестійкою.

Вади моделі «Black Oil» пояснюються тим, що в блоках сітки біля свердловини з газу випадає конденсат, який містить легші фракції, ніж конденсат, розрахований за диференційною конденсацією. В'язкість конденсату, що випав біля свердловини є менша в 1,5-5 разів, ніж конденсату, що випав у пласті. Аналогічні результати отримано в роботі [3].

Перевагами композиційних моделей є те, що вони враховують промислові дані про компонентний склад газу та конденсату. Недоліком моделей «Black Oil» є некоректність їх адаптації (уточнення) за конденсатним фактором.

Використання моделі «Black Oil» для визначення показників розробки ГКР, в режимі виснаження, можливе на початковій стадії, за незначного падіння тиску та незначної зміни компонентного складу фаз. Прогнозування на перспективу за таких умов буде давати наближені результати. У випадку моделювання газоконденсатних покладів на режимах з підтримкою пластового тиску необхідно використовувати моделі багатокомпонентної багатофазної фільтрації.

Література

- 1 Вяхирев Р.И., Грищенко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. – 880 с.
- 2 Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. Моделирование явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі: Навчальний підручник. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.
- 3 Øivind Fevang, Kameshwar Singh, Curtis H. Whitson. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Model for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs// 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000.
- 4 "Eclipse Technical Description" – 2003, Schlumberger GeoQuest.
- 5 Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator // User's Guide – 2005, Computer Modeling Group Ltd.
- 6 Advanced Compositional Reservoir Simulator // User's Guide – 2005, Computer Modeling Group Ltd.